

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОПРЕОБРАЗОВАТЕЙ В СИСТЕМАХ КОНТРОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ОБВОДНЕННОЙ НЕФТИ

Е.А. Андрианова, Ю.Е. Балахнина

Научный руководитель – к.т.н., старший преподаватель Ю.К. Атрошенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка нефтяных месторождений в течение длительного времени, а также заводнение нефтяных пластов приводит к образованию водонефтяных эмульсий. Обводнение пластов в значительной степени осложняет добычу, транспортировку и подготовку товарного нефтепродукта. При этом с увеличением степени обводненности нефти возрастает интенсивность выпадения осадка, происходит увеличение температуры застывания нефтепродукта, а также увеличение вязкости [7–9]. Кроме того, известно [9], что параметры сырья напрямую влияют на накопление отложений в трубопроводах систем транспортировки нефти. В связи с этим широко распространение получили системы подогрева нефти, позволяющие поддерживать температуру транспортируемых нефтепродуктов в заданных пределах. Это позволяет сохранять вязкость нефти в приемлемом диапазоне. Таким образом, постоянный контроль температуры позволит обеспечить максимальную эффективность и безопасность работы промышленных нефтепроводов и другого оборудования.

Для постоянного измерения значения температуры нефти в трубопроводах применяются термоэлектрические преобразователи и термопреобразователи сопротивления. Для прогностической оценки минимально необходимого времени измерения температуры термопарами для различных значений изменения температуры нефтепродуктов целесообразно использовать методы прогностического моделирования [3, 4].

В настоящей работе анализировался процесс измерения температуры обводненной нефти различных месторождений со степенью обводненности от 20 % до 50 %. Для различных месторождений нефти характерны разные значения плотности, поэтому выделяют несколько типов сырой нефти [5].

В настоящей работе рассматриваются типы нефти: легкая, средняя, тяжелая в соответствии с классификацией [5].

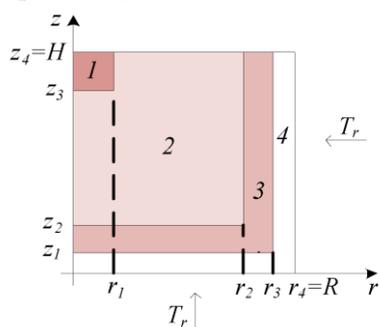


Рис. 1 Область решения задачи: 1 – спай термопары; 2 – порошок оксида алюминия; 3 – защитный чехол; 4 – слой нефтепродукта

Для прогностической оценки минимально необходимого времени нагревания термопары, измеряющей температуру нефти, разработана модель чувствительного элемента термоэлектрического преобразователя.

Область решения задачи теплопроводности представляет собой неоднородную систему «спай термопары–порошок–защитный чехол–нефтепродукты», геометрическое представление которой приведено на рис. 1.

При решении задачи теплопроводности принято следующее допущение: теплофизические характеристики элементов системы в области решения задачи теплопереноса не зависят от температуры.

Начальная температура всей термоэлектрического преобразователя принималась равной 35 °С, измеряемая температура – варьировалась в диапазоне от 40 до 50 °С, что соответствует наиболее распространенным условиям транспортировки нефти.

Момент окончания процесса нагревания определяется достижением спаем термопары 1 температуры, отличающейся от температуры T_T на величину, не превышающую значения допустимой погрешности, принимаемой в соответствии с [1]. Исследование проводилось для термопары диаметром 5 мм, высота моделируемого участка термопары ограничена высотой 5 мм от нижней границы.

Двумерная модель теплопереноса описывается дифференциальными уравнениями аналогично модели, описанной в работах [3, 4].

На границах “спай термопары–порошок”, “порошок–защитный чехол”, “защитный чехол–воздух” принимались граничные условия IV рода [3, 4].

Начальные и граничные условия решения задачи, теплофизические характеристики элементов термоэлектрического преобразователя соответствуют принятым в работах [3, 4].

Теплофизические характеристики [6] нефтепродуктов, используемые в работе приведены в таблице 1.

Таблица 1

Теплофизические характеристики нефтепродуктов

Степень обводненности	Легкая нефть			Средняя нефть			Тяжелая нефть		
	ρ , кг/м ³	λ , Вт/(м·°С)	c , кДж/(кг·°С)	ρ , кг/м ³	λ , Вт/(м·°С)	c , кДж/(кг·°С)	ρ , кг/м ³	λ , Вт/(м·°С)	c , кДж/(кг·°С)
0,2	878,4	0,219	2,356	918,4	0,222	2,396	974,4	0,227	2,45
0,3	892,7	0,270	2,584	927,7	0,273	2,619	976,7	0,277	2,6
0,4	906,9	0,321	2,812	936,9	0,324	2,842	978,9	0,328	2,88
0,5	921,1	0,372	3,040	946,1	0,375	3,065	981,1	0,378	3,10

Системы дифференциальных уравнений в частных производных с соответствующими начальными и граничными условиями решались методом конечных разностей. Для решения системы одномерных разностных уравнений использовался метод прогонки на основе неявной четырехточечной схемы [2].

Область решения задачи разбита на равномерную сетку, содержащую 240 узлов с шагом $2,5 \cdot 10^{-2}$ мм по каждой из координат. Шаг по временной сетке составлял 10^{-3} с).

Так как в работах [3, 4] показано, что тип термопары для промышленных термоэлектрических преобразователей не оказывает существенного влияния на длительность нагрева датчика исследования выполнены для термопары типа К (ХА). Зависимости минимально необходимых длительностей нагрева чувствительных элементов датчиков при изменении рабочей температуры нефтепродуктов в интервале от 5 °С до 25 °С приведены на рис. 2.

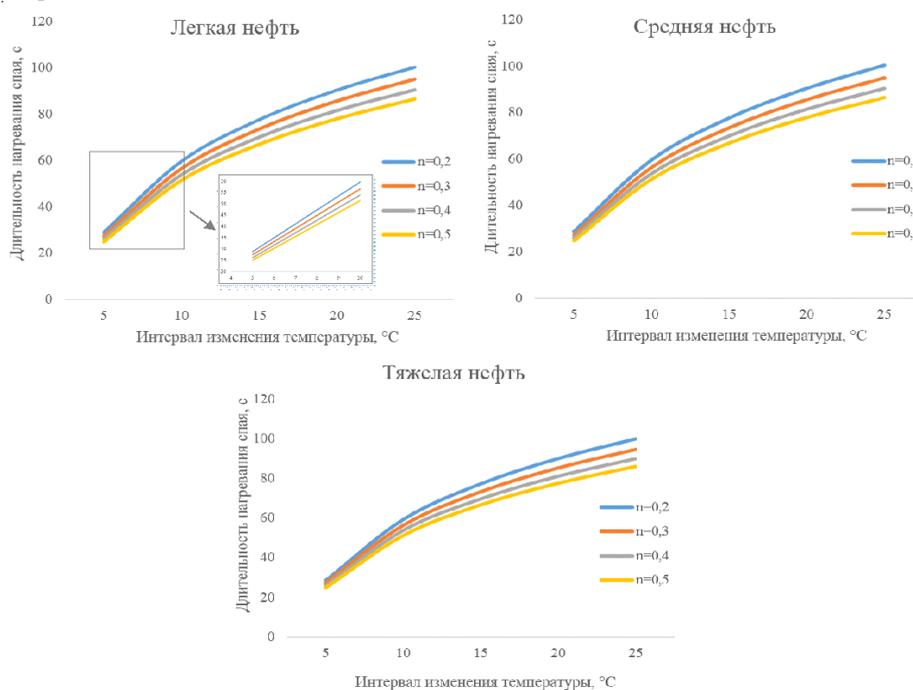


Рис. 2 Зависимость минимально необходимой длительности нагрева датчика, измеряющего температуру обводненной нефти: а – для легкой нефти; б – для средней нефти; в – для тяжелой нефти; степень обводненности: 1 – 20 %; 2 – 30 %; 3 – 40 %; 4 – 50 %; степень обводненности: 1 – 20 %; 2 – 30 %; 3 – 40 %; 4 – 50 %

Из рис. 2 видно, что с увеличением степени обводненности на 10 % для всех типов (легкая, средняя, тяжелая) нефти минимально необходимое время измерения снижается, в среднем, на 5 %. Однако, при этом при измерении температуры тяжелой нефти необходимая для достоверных измерений длительность нагрева датчика будет меньше, чем для легкой нефти.

Разработанная модель теплопереноса в чувствительном элементе термоэлектрического преобразователя позволяет с достаточной высокой точностью определить минимальную длительность выполнения измерений температуры нефтепродуктов, необходимую для обеспечения достоверных измерений, а также при расчете и настройке систем регулирования температуры.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ (проект № 18-38-00028).

Литература

1. IEC 60584-2. International standard. Thermocouples. Part 2: Tolerances, 1989.
2. Samarskii A.A. The Theory of Difference Schemes. – USA, Marcel Dekker, Inc., 2001. – 788 p.
3. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. Необходимое время измерения термоэлектрическими преобразователями с защитными гильзами // Датчики и системы. – 2015. – № 5 (192). – С. 23–27.
4. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – 2015. – № 10. – С. 52–55.
5. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 11 с.
6. Григорьев Б.А., Богатов Г.Ф., Герасимов А.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 372 с.
7. Серкебаева Б.С. Особенности реологии водонефтяных эмульсий месторождения Узень // Нефтепромышленное дело. – 2015. – № 1. – С. 57–60.
8. Шайдуллин Л.К., Шушков П.Д. Анализ влияния различных факторов на реологические свойства водонефтяных эмульсий Ромашкинского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 335–338.
9. Ян Л., Чжихуа В., Сианлун Ч., Шэнбо Ч., Жэньшань П. Исследование закономерностей накопления отложений в трубопроводах сбора обводненной нефти небольшого диаметра // Химия и технология топлив и масел. – 2012. – № 5. – С. 35–39.